

La regulación por precios máximos y el crecimiento productivo en la generación termoeléctrica en España

Pablo Arocena Garro^{*}
Universidad Pública de Navarra

Luis Rodríguez Romero^{**}
Comisión Nacional del Sistema Eléctrico

Resumen

En este trabajo se calcula el cambio productivo y sus componentes explicativos, experimentado en la generación de energía eléctrica con carbón en España durante el periodo 1988-1995, mediante el índice de Malmquist. Los resultados obtenidos muestran mejoras significativas en la productividad de las plantas, incluso una vez aislados los efectos positivos atribuibles a la variación en la tasa de utilización de la capacidad instalada. En este sentido, el sistema regulador español vigente durante dicho periodo ha tenido un considerable éxito a la hora de incentivar la eficiencia productiva, si bien estas ganancias no revertieron a los consumidores a través de reducciones de precios.

Abstract

This paper evaluates the Total Factor Productivity (TFP) change in the Spanish coal fired plants over the 1988-1995 time period. The Malmquist productivity index is used to compute and decompose the TFP change. The results show substantial improvements of the productivity performance of the plants, even after discounting the positive effects related to the variation of the capacity utilization. In this respect, the Spanish regulatory system succeeded in promoting productive efficiency, although these gains were not shared with consumers via price reductions.

Key words: Electricity Industry, Total Factor Productivity, Price-cap regulation.

JEL classification numbers: D24, L51, L94

^{*} Dpto. Gestion de Empresas. Campus de Arrosadia s/n. 31006 Pamplona. Tel. (948) 169684. Fax: (948) 169404 email: pablo@upna.es

^{**} Marqués del Duero 4, 28001 Madrid. Tel. (91) 4329614. Fax: (91) 5774836 email: lrr@csen.es

1. Introducción

El sector eléctrico comprende un conjunto de actividades diferenciadas, cuya combinación resulta necesaria para la provisión del servicio final derivado del mismo: generación, transporte, distribución y comercialización o suministro. El carácter de monopolio natural de algunas de estas actividades ha dado lugar, hasta muy recientemente, a una extensión de dicha consideración al conjunto del sector, sometiéndole en conjunto a un régimen regulado o de intervención pública directa. Este ha sido también el caso de otros sectores como las telecomunicaciones, el gas, los ferrocarriles, etc., en los que la existencia de condiciones de monopolio natural en parte de su actividad productiva, ligada con su carácter de industria de red, ha limitado el papel de las fuerzas de mercado, confiriéndoles una situación de actividades reguladas globalmente, hasta muy recientemente.

Hasta el reciente cambio regulatorio que ha supuesto la diferenciación dentro de un sector determinado entre aquellas actividades susceptibles de desarrollarse en un marco competitivo y aquellas otras que, debido a su carácter, deben de someterse a un régimen regulado que facilite la competencia en el conjunto del sector, tradicionalmente la regulación de estas industrias se ha contemplado como una forma de resolver la ineficiencia asignativa que resulta del monopolio natural. Así, el tipo de aproximación más frecuente ha sido recurrir a algún tipo de regulación basada en el coste del servicio, tal y como la conocida regulación por tasa de rendimiento (*rate of return regulation*), en la que los precios deben fijarse de tal manera que los ingresos totales de la empresa regulada deben cubrir todos sus costes incluyendo una tasa de rendimiento “adecuado” sobre el capital invertido.

En cualquier caso, aún bajo el supuesto, normalmente irreal, de un conocimiento perfecto por parte del regulador de las condiciones productivas de las empresas, es bien sabido que la eficiencia económica exige tanto la eficiencia asignativa, es decir, que los precios estén basados en los costes, como la eficiencia productiva, es decir la obtención del producto con el mínimo consumo de factores. Sin embargo, ciertas formas de regulación tienen efectos perversos sobre la eficiencia productiva. En este sentido, el problema de la regulación al coste de servicio es que no estimula la minimización de costes por parte de la empresa regulada (ver por ejemplo Laffont y Tirole, 1993). Esto explica que, tanto en la teoría como en la práctica, el énfasis se trasladase hacia el diseño de mecanismos reguladores que proporcionasen incentivos a la empresa regulada para un comportamiento eficiente (*incentive regulation*). Fruto de ello fueron las reformas reguladoras que se llevaron a cabo en diferentes países, motivando que en varias de las industrias citadas anteriormente se abandonase la tradicional regulación por tasa de rendimiento en favor de la regulación por precios máximos (*price caps*) o la competencia referencial (*yardstick competition*).

El sistema regulador del sector eléctrico adoptado en España en el periodo 1987-1997 reflejó esta tendencia general. Efectivamente, entre los diversos objetivos perseguidos por el conocido Marco Legal Estable (MLE), recogidos en el Real Decreto 1538/1987 de 11 de Diciembre de 1987, ocupa un lugar destacado la preocupación por incentivar un comportamiento eficiente por parte de las compañías eléctricas, tanto en las actividades de generación como de distribución. El propósito de este trabajo consiste en calcular en qué medida se cumplió dicho objetivo en la generación térmica de electricidad a partir de carbón desde la entrada en vigor del MLE. En otros términos, se cuantifica la mejora (o empeoramiento) de la productividad experimentada en las centrales térmicas convencionales durante el periodo 1988-1995. Para ello se emplea el índice de Malmquist, ya que permite identificar los elementos que explican el cambio productivo, al tiempo que evitar los principales inconvenientes asociados a las medidas más convencionales de la productividad.

La aprobación de la nueva Ley 54/1997 del Sector Eléctrico de 27 de noviembre de 1997, suponiendo el fin del MLE y la introducción de un mercado eléctrico, hace que los resultados de este trabajo adquieran una especial relevancia en la medida que recogen gran parte de la evolución del conjunto del periodo de referencia del mismo. Por otra parte, dichos resultados pueden contribuir a caracterizar los efectos de los planteamientos regulatorios en dicho periodo, así como su potencial virtualidad en un nuevo entorno competitivo en el que dentro del sector conviven actividades reguladas, transporte y distribución, y en competencia, generación y comercialización.

El trabajo se organiza como sigue. En el apartado dos se resume brevemente el marco regulador del MLE y se discuten las consecuencias de los costes estándar, característica distintiva del mismo. El apartado tres repasa brevemente el concepto de productividad global de los factores en el contexto del sector eléctrico. En la sección cuatro se presenta la metodología utilizada, mientras que el apartado cinco se dedica a explicar la aplicación realizada y los resultados obtenidos. El trabajo se cierra con el resumen de las principales conclusiones.

2. La regulación del sector eléctrico en España: El Marco Legal y Estable (1987-1997)

El MLE significó la culminación de un importante proceso de reorganización de la industria eléctrica española emprendido a principios de los años ochenta. Diversos cambios fueron introducidos motivados parcialmente por la importante crisis financiera que sufría el sector. El nuevo sistema de compensaciones entre empresas establecido en 1984, la moratoria nuclear decretada en 1984, el intercambio de activos entre las principales compañías eléctricas de 1985 y la nacionalización de la red de alta tensión y subsiguiente creación de Red Eléctrica de España (REE) en 1985, fueron los hechos más significativos que precedieron a la aprobación del MLE en diciembre de 1987. Cuatro son los rasgos principales que definen este marco regulador: la planificación centralizada del equipamiento eléctrico, la explotación unificada de la generación y transporte, la fijación de tarifas únicas para todo el estado, y la incorporación de un conjunto de mecanismos con el fin de promover la eficiencia productiva a través del establecimiento de los llamados costes estándar.

El propósito del MLE era garantizar una remuneración estable a las compañías eléctricas sin la incertidumbre del sistema anterior, al tiempo que estimular una conducta eficiente por parte de las empresas. Es decir, aseguraba a los inversores la recuperación de sus inversiones a lo largo de la vida útil de las instalaciones, siempre que la compañía operase de forma eficiente. Por otra parte, la industria funcionaba como un sistema integrado en cuanto a la toma de decisiones a corto y largo plazo, en la que el control estatal del sector ocupaba un papel predominante (ejercido directamente a través de los Planes Energéticos Nacionales o indirectamente a través de Endesa o Red Eléctrica de España).

Sin duda alguna, la característica distintiva del MLE la constituyen los costes estándares. Estos eran los costes reconocidos a las empresas eléctricas necesarios para el suministro eléctrico. El MLE estandarizaba los costes individualizados para cada instalación (tanto de generación como de distribución) calculándose el precio medio del servicio por el cociente entre el coste estándar total del sistema y la previsión de demanda. En algunas ocasiones se ha catalogado este sistema como un caso de competencia referencial (ver por ejemplo, Laffont y Tirole (1993) p. 86, o Rojas, 1995) donde la fijación del precio de la empresa regulada se determina en función del coste medio de las restantes empresas

(excluida la empresa considerada). De esta manera, cualquier ganancia de eficiencia del sector se traduce en una modificación de la referencia.¹

A pesar de la aparente similitud entre el modelo propuesto en el MLE con la competencia referencial, tal y como señalan Rodríguez y Castro (1994), la introducción de la figura de los costes estándar individualizados en el MLE se realiza *ad hoc*, evolucionando en años sucesivos a través de un índice explícito de precios (I.P.C., I.P.I. o el promedio de ambos), por lo que el coste estándar debiera ser interpretado, más bien, como un precio máximo (*price cap*). La regulación a través de precios límites o *price caps* proporciona un incentivo a un comportamiento eficiente en la producción, al tiempo que estimula la innovación, ya que permite a la empresa mantener cualquier reducción de costes que alcance. La incentivación a la eficiencia de las empresas eléctricas en el MLE se conseguía al permitir que éstas se quedasen con el posible diferencial entre los costes estándar y los reales. Sin embargo, con el sistema del MLE las empresas eléctricas españolas no compiten entre ellas, ya que los precios no se modificaban según se modificara el nivel de costes de las empresas. Las empresas competían respecto a un límite máximo de precio establecido (el coste estándar) que se actualizaba periódicamente con un índice de precios. Por tanto, la evolución del coste estándar era independiente de la evolución de la eficiencia del sector y no ha tenido en cuenta los incrementos de productividad del mismo.

Un sistema de precios límite plantea la necesidad de establecer un factor de ajuste que refleje el entorno cambiante o los aumentos de productividad que se produzcan. Esta es la filosofía de la conocida fórmula IPC-X mediante la cual, la tasa de crecimiento de los precios regulados se limita al crecimiento del IPC menos un porcentaje, conocido como “factor X”, que refleje el crecimiento productivo de la empresa. Con el fin de ilustrar la necesidad de este ajuste por cambios en la productividad, imaginemos una empresa regulada que produce un output q a un precio p , y utiliza un input x cuyo coste es r . Se supone que el regulador fija los precios de tal manera que se garantiza la viabilidad de la empresa, es decir:

$$pq - rx = 0$$

Básicamente este es el caso del sector eléctrico español, ya que los costes estándares se fijan para cada grupo generador en 1987 garantizando una retribución que compensa a la empresa por los costes incurridos². Suponemos también que esta política quiere mantenerse a lo largo del tiempo, por lo tanto debe cumplirse:

$$\left(\dot{p} + \dot{q} \right) - \left(\dot{r} + \dot{x} \right) = 0,$$

$$\dot{p} = \dot{r} - \left(\dot{q} - \dot{x} \right)$$

donde los puntos indican las tasas de variación entre dos periodos de tiempo. La ecuación señala que el cambio en los precios de cada periodo debe ser igual a la tasa de variación del precio del input menos un factor que es igual a la diferencia entre la tasa de variación del output menos la tasa de variación del input, es decir la variación de la productividad.

¹ Para más detalles, véase su formulación en Schleifer (1985)

² El ejemplo propuesto equivale a suponer que los costes estándar establecidos ese año fueron exactamente iguales a los reales.

En la práctica, la medida de la variación de los precios de los inputs, se utiliza un índice de precios, usualmente el Índice de Precios al Consumo, o el Índice de Precios Industriales o incluso el deflactor del PIB. En lo que respecta a los aumentos de productividad, se utilizan estimaciones del crecimiento productivo del sector a largo plazo, o de empresas comparables. Esta determinación es exógena al comportamiento de la propia empresa, y junto con los precios fijos, conduce a una maximización de los incentivos.

La regulación a través de precios máximos, es uno de los mecanismos que más se han desarrollado en los últimos años. Se aplicó por primera vez a British Telecom tras su privatización en 1984 (Littlechild, 1983), y posteriormente se extendió su uso a sectores como el gas, agua, telecomunicaciones, aeropuertos o electricidad. Especialmente en Gran Bretaña su uso es generalizado en todos estos sectores (Armstrong *et al.* 1994). Así, el regulador eléctrico británico *Office of Electricity Regulation* (OFFER) ha fijado recientemente $X=4\%$ al transporte de electricidad para el periodo 1997-2001 y $X=3\%$ para la distribución para el periodo 1997-2000 (OFFER, 1995).

Por el contrario, el “factor X” del MLE desde 1988 a 1996³ ha sido del 0%, ya que la actualización de los costes estándar desde su establecimiento, ha seguido la evolución del IPC o del IPI, independientemente, por tanto, de la evolución de la eficiencia del sector. Además al no fijarse ningún límite a la rentabilidad de las empresas que pudiera significar la revisión de ese 0%, el incentivo para un comportamiento eficiente es máximo. Si existiera ese límite la empresa podría no esforzarse lo suficiente por alcanzar la máxima eficiencia con el fin de no sobrepasar el límite máximo de rentabilidad permitido. Esto significa que cualquier ganancia de productividad alcanzada por las compañías eléctricas se ha traducido en beneficios extraordinarios para las mismas.

3. La medida de la productividad global de los factores.

Los índices parciales de productividad o cocientes entre el producto obtenido y la cantidad empleada de uno de los factores empleados en su producción, son los índices más sencillos de calcular e interpretar. Sin embargo, únicamente consideran uno de los factores utilizados, por lo que la mejora de un índice de productividad parcial puede deberse simplemente a un proceso de sustitución de inputs y no a una mejora de su eficiencia. Por esta razón, resulta necesario medir el efecto combinado de todos los factores en la producción, es decir, construir un indicador de la Productividad Global de los Factores (TFP *Total Factor Productivity*). Así, la variación en la productividad global representa el cambio que registra el output que no puede ser explicado por variaciones en los inputs. Como señalan Prior *et al.* (1993), al analizar la TFP “se trata de cuantificar el efecto en el output de las variaciones de factores no incluidos específicamente en la función de producción: progreso técnico, organización industrial, eficiencia gerencial, mayor habilidad de los trabajadores, mejor adaptación al equipo de producción, etc.” (p. 200)

El estudio de la productividad de los factores en la teoría económica se basa en la función de producción, que establece una relación conocida entre un vector de factores de producción y el vector máximo de productos que pueden obtenerse. La medida tradicional del crecimiento productivo sigue la formulación de Solow (1957) de la tasa de variación de la productividad global, y su adaptación a periodos de tiempo discreto conocido como índice de Törnqvist. La sencillez de su cálculo descansa en algunos supuestos ciertamente

³ En diciembre de 1995, se introdujeron unos factores de descuento sobre el IPC, en las fórmulas de actualización de ciertos costes estándar de generación y distribución para el año 1996.

restrictivos, al tiempo que precisa de ciertos requerimientos de información difíciles de satisfacer en un sector regulado. En primer lugar, se supone que la unidad productiva se encuentra en equilibrio a largo plazo: la producción se encuentra en la frontera de posibilidades de producción, por lo que no se contempla la posibilidad de planes de producción ineficientes. En consecuencia, el cambio productivo únicamente refleja desplazamientos en el límite del conjunto de posibilidades de producción, sin tener en cuenta los movimientos que se producen dentro de su conjunto de posibilidades de producción, los cuales representan reducciones o aumentos de ineficiencia de la unidad productiva.

En segundo lugar, se está suponiendo que los niveles de todos los inputs se ajustan instantáneamente, según el valor de su productividad marginal, en respuesta a los cambios en los precios, sin existir costes de ajuste. En la industria eléctrica este supuesto implica que una planta generadora de electricidad sería capaz de instalar la capacidad necesaria en cada momento para satisfacer la demanda actual, ignorando la demanda futura.

Por último, se precisan datos sobre precios de los inputs y de los outputs. En el caso de un sector con precios regulados esta información no es disponible. Por otra parte, resulta obvio que cualquier cálculo de TFP con los costes estándar no tendría ninguna validez.

Para evitar estos inconvenientes, parece más apropiado evaluar el crecimiento productivo en el sector eléctrico mediante el índice de Malmquist (Malmquist, 1953). Como señalan Grifell y Lovell (1995a) los índices de Malmquist presentan varias ventajas frente a otros métodos más tradicionales de medir la productividad global de los factores:

- i) En primer lugar, no se necesitan supuestos sobre el comportamiento de la unidad que se analiza, tales como la maximización de beneficios o la minimización de costes.

- ii) Un índice de productividad de Malmquist está basado en funciones de distancia, por lo que no se requieren precios de inputs o outputs en su construcción. Este hecho hace que su atractivo sea mayor para situaciones en las que los precios no pueden observarse o están distorsionados, como es el caso del sector eléctrico.

- iii) Finalmente, al contrario que el índice de Törnqvist, puede descomponerse en elementos que expliquen las causas del cambio productivo.

En el apartado siguiente se detallan las características del índice de Malmquist y la metodología utilizada para su cálculo en este trabajo.

4. El índice de Malmquist

El índice de Malmquist se utilizó originalmente en la teoría del consumidor [Malmquist (1953)], hasta que Caves *et al* (1982) lo aplicasen a la medida de la productividad. Posteriormente Färe *et al* (1989) lo calculan a través de técnicas no paramétricas y desarrollan su descomposición en dos elementos explicativos del cambio productivo: el cambio en la eficiencia y el cambio técnico.

La definición general del índice de Malmquist está basada en el concepto económico de función de distancia introducido por Shephard (1970), cuya inversa es igual a la medida de la eficiencia técnica enunciada por Farrell (1957). Desde la contribución inicial de Farrell (1957) al análisis de la producción, se ha desarrollado el concepto de frontera de producción formada por las mejores observaciones, que define el límite de las combinaciones de output-input posibles. De esta manera, la cuantía en la que una observación se encuentre alejada de la frontera nos dará una medida de su ineficiencia técnica. En particular, se considera que una unidad es técnicamente eficiente si no es posible aumentar la cantidad obtenida de uno de sus productos sin incrementar el uso de ningún factor o sin disminuir la cantidad obtenida de cualquier otro producto. Alternativamente, si se define la eficiencia orientada al input, entonces una unidad es técnicamente eficiente si no es posible disminuir la utilización de uno de sus factores sin aumentar el uso de cualquier otro recurso o sin disminuir la cantidad de algún producto.

Un índice de Malmquist mide el cambio en la productividad de una empresa, comparando sus valores de outputs e inputs en dos momentos del tiempo (t y $t+1$) con la frontera construida con las observaciones del resto de empresas en ambos periodos. Para cada periodo $t = 1, \dots, T$ la tecnología de producción de una empresa viene representada por la transformación del vector de inputs, $x^t \in R_+^N$ en el vector de outputs. En la aplicación que se realiza en este trabajo la tecnología se especifica de forma secuencial (Tulkens y Eeckaut, 1995). Con una tecnología secuencial, la frontera de las mejores prácticas en el año t se construye con los datos de inputs y outputs del año t y de todos los años anteriores. Por otra parte, esta caracterización de la tecnología implica que el conocimiento tecnológico se acumula en el tiempo, por lo que no se contempla la posibilidad de regreso tecnológico o desplazamientos hacia atrás de la frontera de producción. En otros términos, no existe “amnesia tecnológica”. Esto proporciona una mayor estabilidad de los resultados a lo largo del tiempo, a la vez que soluciona posibles problemas asociados a la disponibilidad de un limitado número de observaciones.

Por lo tanto, la tecnología en el periodo t está formada por el conjunto de todos los vectores de inputs y outputs factibles a lo largo del tiempo, es decir:

$$GR^t = \left\{ (x^s, y^s) : x^s \text{ puede producir } y^s \right\}, s = 1 \text{ hasta } s = t; t = 1, 2, \dots, T$$

Se define asimismo, el conjunto de posibilidades de producción como:

$$P^t(x^t) = \left\{ y^t : (y^t, x^t) \in GR^t \right\}; t = 1, \dots, T$$

siendo $P^t(x^t)$ cerrado, acotado y convexo, y satisface libre disponibilidad de inputs y outputs.⁴

⁴ Ver Färe *et al* (1994) para más detalles.

Siguiendo a Shephard (1970) o Färe *et al.* (1994) se define la función de distancia del output en t :

$$D^s(x^t, y^t) = \min\{q: (y^t/q) \in P^t(x^t)\}, \quad t = 1, \dots, T$$

Esta función es la inversa de la medida de la eficiencia técnica original de Farrell (1957)⁵, y se define como la inversa de la máxima expansión proporcional del vector de output y^t , dados los inputs x^t . En concreto, $D^s(x^t, y^t) \leq 1$ si y sólo si $(x^t, y^t) \in GR^t$. Además, $D^s(x^t, y^t) = 1$ si y sólo si (x^t, y^t) se encuentra en la frontera de producción.

Para construir el índice de Malmquist es necesario definir otras dos distancias que relacionen los inputs y outputs de un periodo con la frontera del otro. En particular:

$$D^s(x^{t+1}, y^{t+1}) = \min\{q: (y^{t+1}/q) \in P^t(x^{t+1})\}, \quad \text{y}$$

$$D^{s+1}(x^t, y^t) = \min\{q: (y^t/q) \in P^{t+1}(x^t)\}$$

Obsérvese que $D^s(x^{t+1}, y^{t+1})$ puede ser mayor que la unidad, ya que y^t no tiene por qué pertenecer a $P^t(x^t)$. Sin embargo, $D^{s+1}(x^t, y^t) \leq 1$, ya que la frontera en $t+1$ está formada por todas las observaciones hasta el periodo $t+1$.

El índice de Malmquist orientado al output, con tecnología secuencial y referido a s se define como:

$$M^s(x^t, y^t, x^{t+1}, y^{t+1}) = \frac{D^s(x^{t+1}, y^{t+1})}{D^s(x^t, y^t)}$$

$M^s(x^t, y^t, x^{t+1}, y^{t+1})$ compara (x^{t+1}, y^{t+1}) con (x^t, y^t) , utilizando como referencia la tecnología secuencial desde $s = 1$ hasta t . El índice puede tomar valores mayores, iguales o menores que la unidad, indicando crecimiento, mantenimiento o reducción de la TFP respectivamente.

El índice de Malmquist se puede descomponer de la siguiente manera:

$$M^s(x^t, y^t, x^{t+1}, y^{t+1}) = \frac{D^{s+1}(x^{t+1}, y^{t+1})}{D^s(x^t, y^t)}. \quad (a)$$

$$\frac{D^s(x^{t+1}, y^{t+1})}{D^{s+1}(x^{t+1}, y^{t+1})} \quad (b)$$

El término (a) mide el cambio en la eficiencia técnica entre los periodos t y $t+1$. Si es mayor que 1 señala que la producción en el periodo $t+1$ se encuentra más cercana a la frontera de posibilidades de producción que la producción en el momento t . Si el término (a) es igual a uno, la distancia respecto a la frontera en t y en $t+1$ es idéntica. Por último si es menor que 1 significa que se ha producido un deterioro en la eficiencia técnica de la unidad considerada. El término (b) indica la relación entre la cantidad de output alcanzada en $t+1$ y la que era alcanzable en el periodo t con la cantidad de inputs utilizada periodo $t+1$. De manera más gráfica, mide el desplazamiento de la frontera de producción entre los dos periodos de tiempo, es decir, el cambio técnico.

El índice de Malmquist refleja fielmente el cambio en la productividad cuando la tecnología exhibe rendimientos constantes de escala. Sin embargo, cuando existen

⁵ Formalmente: $[D^s(x, y)]^{-1} = \max\{q: (qy) \in P^s(x)\}, \quad t = 1, \dots, T$

rendimientos variables a escala, Grifell y Lovell (1995a) demuestran que el valor del índice tradicional de Malmquist es una medida imprecisa del cambio productivo. En concreto, sobrevalora el cambio de la productividad bajo rendimientos decrecientes a escala y lo infravalora bajo rendimientos crecientes a escala. Dos propuestas diferentes para solucionar este problema son el índice de Malmquist Generalizado introducido por Grifell y Lovell (1995b, 1997) o la especificación propuesta por Bjurek (1996). No obstante, en este trabajo calculamos el índice de Malmquist tradicional dado que, tal y como se detalla en el apartado siguiente, la tecnología subyacente se caracteriza por presentar rendimientos constantes de escala.

El cálculo de las funciones de distancia planteadas se realiza mediante técnicas de programación lineal encuadradas dentro del generalmente conocido *Data Envelopment Analysis* (DEA). Charnes et al. (1994) proporcionan una completa revisión de esta metodología. Así, la primera distancia que se precisa se obtiene resolviendo el siguiente programa:

$$\begin{aligned}
 & \left(D^s(x^{jt}, y^{jt}) \right)^{-1} = \max q \\
 & \text{sujeto a} \\
 & q y_m^{jt} \leq \sum_{i=1}^{I_t} \sum_{s=1}^t z^{is} y_m^{is} \quad m = 1, \dots, M \\
 & \sum_{i=1}^{I_t} \sum_{s=1}^t z^{is} x_n^{is} \leq x_n^{jt} \quad n = 1, \dots, N \\
 & z^{is} \geq 0 \quad i = 1, \dots, I_t ; s = 1, \dots, t
 \end{aligned} \tag{1}$$

donde $z = (z_1, z_2, \dots, z_k)$ es un vector que denota el nivel de intensidad con el que interviene cada actividad. Si en función del conjunto de referencia, se obtiene que $q=1$, la empresa se encuentra en la frontera de producción, ya que no es posible encontrar otra empresa, o la ponderación de otra empresa con diferente nivel de intensidad ($z>0$) que consiga un nivel de producción superior con el mismo consumo de todos los factores. En la terminología de Farrell (1957), se dice entonces que la producción es técnicamente eficiente. Por el contrario, si $q > 1$, la empresa evaluada no es frontera, pues existe otra empresa, o la ponderación del nivel de actividad de otra empresa, capaz de producir un nivel de producción superior con la misma utilización de factores.

La primera restricción implica que la unidad de referencia debe producir al menos el mismo nivel de output que la empresa j ajustado a eficiencia. La segunda restricción implica que la cantidad de input utilizada por la empresa j debe ser al menos igual a la utilizada por la unidad de referencia. El mismo programa se utiliza para calcular la distancia $D^{s+1}(x^{t+1}, y^{t+1})$, relativa al periodo $t+1$.

La distancia compuesta por periodos mixtos, se obtiene resolviendo el siguiente problema:

$$\begin{aligned}
& (D^s(x^{jt+1}, y^{jt+1}))^{-1} = \max q \\
& \text{sujeto a} \\
& q y_m^{jt+1} \leq \sum_{i=1}^{I_t} \sum_{s=1}^t z^{is} y_m^{is} \quad m = 1, \dots, M \\
& \sum_{i=1}^{I_t} \sum_{s=1}^t z^{is} x_n^{is} \leq x_n^{jt+1} \quad n = 1, \dots, N \\
& z^{is} \geq 0 \quad i = 1, \dots, I_t ; s = 1, \dots, t
\end{aligned} \tag{2}$$

Cada uno de los problemas se resuelve $\sum_{t=1}^T i_t$ veces, una para cada observación (x^{it}, y^{it}) , $i = 1, \dots, I_t$ en los periodos $t = 1, \dots, T$. Como se ha dicho, la tecnología se ha definido secuencialmente de $s = 1, \dots, t$.

5. La generación termoeléctrica en España

La generación es la fase que más incidencia tiene en el precio final de la electricidad ya que representa cerca del 70% del coste total de suministro. Aunque la electricidad pueda parecer un bien homogéneo, no lo es desde el punto de vista de la energía primaria utilizada para su producción. El cuadro 1 recoge la estructura de la producción de energía eléctrica en España durante el periodo 1988-1995, y pone de manifiesto la diversidad del parque generador.

El interés de este trabajo se centra exclusivamente en el crecimiento productivo experimentado por las centrales generadoras de electricidad que utilizan carbón como energía primaria. No se incluyen otras fuentes de generación como la hidráulica o la nuclear, por lo que se preserva un elevado grado de homogeneidad tecnológica del conjunto de referencia. Como se observa en el cuadro 1, ésta representa el mayor porcentaje sobre el total, con una producción media anual del 42% a lo largo del periodo considerado.

Cuadro 1

La unidad de análisis que se considera es el grupo generador, alcanzándose de esta manera el máximo nivel de desagregación. Para ello se cuenta con información de 31 grupos térmicos de carbón instalados en España durante el periodo 1988-1995, los cuales generaron alrededor del 95% del total de la energía eléctrica producida con carbón. El cuadro 2 resume los valores medios del periodo analizado para algunas de las variables que describen a los grupos térmicos utilizados.

Cuadro 2

El cuadro 2 revela diferencias significativas en el tamaño y el mínimo técnico en el conjunto de generadores.⁶ En particular, se da el caso de que los mayores grupos poseen un mínimo técnico superior a la potencia instalada de los grupos más pequeños. Esto implica que aun cuando el generador más pequeño utilizase su capacidad al 100%, el mayor generador no alcanzaría el mínimo necesario para empezar a producir. Al no disponer todos los grupos de las mismas posibilidades tecnológicas, no sería correcto realizar el estudio para todos los generadores conjuntamente, por lo que se ha optado por construir dos conjuntos en función del tamaño. El criterio seguido para dividir la muestra ha sido el de incluir en el conjunto de los generadores más pequeños a aquéllos cuya potencia instalada no alcanza el mayor mínimo técnico existente. Este conjunto lo integran los ocho grupos generadores menores de 250 megawatios de potencia instalada.

El cuadro 3 resume las principales características de las dos divisiones. Se observa que el tamaño medio de los grupos mayores (375 MW) es más del doble que el de los pequeños (167 MW). Asimismo, aunque la disponibilidad de los generadores es idéntica en ambos conjuntos, el número de horas de funcionamiento anual es sensiblemente superior en las centrales de mayor tamaño, representando una tasa de utilización del 81% para los grupos mayores de 250 MW frente al 51% para los grupos más pequeños.

Cuadro 3

La industria eléctrica se caracteriza por la existencia de importantes economías de densidad, coordinación y escala en algunas fases del suministro eléctrico, como la transmisión y la distribución. Sin embargo, los estudios sobre el alcance de las economías de escala al nivel de planta en la generación de electricidad indican que éstas se agotan con unidades de tamaño relativamente pequeño. Así, centrándonos exclusivamente en las plantas térmicas de carbón, los trabajos de Seitz (1971) o Stewart (1979), coinciden en estimar que este tamaño es de 250 MW. mientras que Wills (1978) lo establece en 100 MW. Por su parte, Joskow y Schmalensee (1983) sugieren un tamaño mínimo eficiente de 400 MW. para una planta de carbón de carga base.

Por otra parte, Färe *et al.* (1985) calculan la eficiencia de escala o la distancia a la que los generadores se encuentran de la escala más productiva (*most productive scale size*)⁷ de una muestra de 32 plantas térmicas de carbón. Dichos autores obtienen un valor medio de la eficiencia de escala de 0.956, con desviación estándar 0,044 revelando por tanto pequeñas desviaciones respecto a la escala óptima. Este resultado resulta más llamativo dada la gran diferencia entre los tamaños de las plantas que integran el conjunto de referencia que utilizan los autores: 113 MW. el grupo más pequeño y 2482 MW. la planta más potente.

⁶ La potencia de mínimo técnico consiste en la mínima carga a la que puede mantenerse un grupo térmico de forma estable y continua.

⁷ La eficiencia de escala se computa mediante el cociente entre la distancia relativa a la tecnología con rendimientos constantes y la distancia relativa a la tecnología bajo el supuesto de rendimientos variables. La mayor o menor proximidad de este valor respecto a 1 indica la desviación de la planta respecto a la escala óptima, y por tanto la importancia relativa de los rendimientos variables de escala. La distancia bajo el supuesto de rendimientos variables de escala, se calcula solucionando el problema [1] incorporando la

restricción $\sum_{i=1}^{I_1} \sum_{s=1}^S z^{is} = 1$ (Banker *et al.* 1984).

En el presente trabajo, los tamaños varían para el conjunto de los grupos pequeños entre 141-220 MW y para el conjunto de los grupos mayores entre 254-550 MW. (ver Cuadro 2). A la luz de la evidencia citada, consideramos razonable suponer que no existen economías significativas asociadas al tamaño dentro de cada una de las divisiones. En cualquier caso, el valor medio de la eficiencia de escala obtenido en el presente trabajo es aún más elevado que el obtenido en Färe *et al.* (1985): 0,981, con una desviación estándar de 0,017. Se corrobora así que no existen diferencias apreciables entre los generadores debidas a la escala dentro de los intervalos de tamaños aquí contemplados.

5.1 Datos y variables utilizadas

El output considerado es obviamente la energía eléctrica producida por los grupos generadores. Cada planta genera una cantidad total de megawatios hora (MWh) de energía bruta, o generación en bornes de alternador (B.A.). Sin embargo, parte de la energía producida es utilizada por el grupo para su propio consumo. Por esta razón, se introduce como medida del output la “energía neta” (el total producido menos el consumo propio del grupo), o de forma más técnica, la cantidad real de MWh producidos en barras de central (B.C.). De esta forma se tienen en cuenta las diferencias de autoconsumos existentes entre las plantas, al tiempo que se computa la energía disponible, que es la que efectivamente sale del grupo y se vierte a la red.

El proceso de producción de energía eléctrica requiere de tres inputs básicos: capital, trabajo y combustible. Como *proxy* del capital se utiliza la potencia instalada del grupo medida en megawatios (MW). El factor trabajo se expresa por el número total de empleados. Por último, se considera la cantidad total de combustible consumido durante las horas de funcionamiento del grupo, tanto en las horas de arranque como en las que está produciendo energía. Viene expresado en millones de termias, con el fin de agregar tanto las distintas categorías de carbón que puede utilizar una central, como los combustibles de apoyo (fuel-oil, gas-oil y gas). Estas son las variables tradicionalmente utilizadas en otros trabajos como el de Seitz (1971), Färe *et al.* (1985) o Pollitt (1995).

Como se puede apreciar todas las variables vienen expresadas en unidades físicas y no en monetarias. En este sentido se sigue la definición microeconómica más pura de la noción de eficiencia técnica: minimización de los niveles de factores físicos empleados, frente al concepto de eficiencia global, que minimiza los costes de esos factores. Además, al tratarse de un análisis intertemporal, presenta la ventaja adicional de evitar la distinta valoración monetaria en el tiempo.

Todos los datos han sido obtenidos de la Dirección General de Explotación de Red Eléctrica de España, excepto los referidos al empleo, los cuales han sido obtenidos directamente de las empresas eléctricas.

5.2 Cambio productivo y sus componentes.

El cuadro 4 muestra el cambio productivo medio anual⁸ y sus componentes para cada uno de los grupos generadores, durante el periodo 1988-1995⁹. La primera columna revela que todos los grupos térmicos excepto dos, han experimentado aumentos en la

⁸ Dado que el índice de Malmquist es multiplicativo, se trata de medias geométricas.

⁹ Restando 1 de cada número que aparece en los cuadros, nos proporciona el aumento o reducción de la media anual para cada medida considerada.

productividad. La segunda y tercera columna reflejan las diferencias existentes entre las causas que explican en mayor medida el cambio productivo de cada uno de los generadores.

Con el fin de conocer cuál ha sido la mejora de la productividad y la importancia relativa de sus componentes explicativos para el conjunto del sector, en el cuadro 5 se presentan las tasas de crecimiento productivo anual ponderadas por la participación de cada grupo generador sobre el total de la electricidad producida con carbón. Por término medio, se puede apreciar una mejora de la productividad global del 3% anual para el total de los 31 grupos térmicos a lo largo del periodo considerado. La mejora en la eficiencia técnica (1.6%) contribuye en mayor medida que el cambio técnico (1.4%) al crecimiento productivo.

Cuadros 4 y 5

5.3 La Tasa de Utilización de la Capacidad Instalada

Como ya se ha mencionado en el apartado 2, una de las características del marco regulador español en la etapa de referencia del análisis fue la explotación unificada del parque generador, lo cual implicaba que el sector funcionase como un sistema integrado. Una explotación unificada satisface la demanda con la producción de las unidades generadoras ordenadas de forma creciente por su coste variable de funcionamiento. Así, en el caso de un año especialmente húmedo el empleo de la generación de origen hidráulico es muy alto, ya que estas plantas deben operar más tiempo por tener los costes marginales más bajos, y viceversa, en una situación de bajo nivel de precipitaciones, las centrales térmicas deben funcionar durante más tiempo para compensar una menor producción hidráulica. En consecuencia, la mayor o menor utilización de las plantas de carbón depende tanto de la demanda global del sistema como de la utilización de otras tecnologías, fundamentalmente hidráulica, para satisfacer esa demanda. Volviendo al cuadro 1 se observa que 1988 es el año de mayor producción hidráulica y de menor producción térmica del periodo, mientras que en 1989 ocurre el fenómeno contrario. Asimismo, como se puede apreciar en la última columna del cuadro 2, no todas las plantas térmicas operan el mismo número de horas debido a la diferencia en los costes variables de cada grupo. El cuadro 6 refleja el grado de utilización anual de los generadores de carbón mediante la media del ratio Horas de Funcionamiento/8760 durante el periodo analizado. A primera vista se observa un aumento de casi 20 puntos en el grado de utilización de las plantas entre 1988 y 1995, con una tasa de utilización máxima cercana al 80% en 1989.

Cuadro 6

Dado que potencia instalada no se puede modificar en el corto plazo, la variación en el grado de utilización de la capacidad instalada puede llevar a conclusiones erróneas sobre el verdadero efecto de la eficiencia técnica o el cambio técnico en el cambio productivo. Esto es, si la capacidad se mantiene fija, un aumento de las horas de utilización de la planta podría reflejar un aumento de la eficiencia técnica aun en el caso de que no hubiese

mejorado la utilización de ninguno de los inputs. Con el fin de aislar el efecto de los cambios en la tasa de utilización de las plantas generadoras, volvemos a calcular los índices de Malmquist ajustando la potencia mediante el número de horas de funcionamiento del grupo. En concreto, la potencia instalada se multiplica por el ratio Horas de funcionamiento/8760, obteniéndose de esta manera la medida de la capacidad (MW) “efectivamente” utilizada. Los resultados individualizados para cada uno de los generadores se recogen en el cuadro 7, en tanto que el cuadro 8 muestra los resultados agregados.

Centrándonos en los resultados agregados del cuadro 8, se observa que la media de crecimiento productivo anual es 1,9 %, en contraste con el 3% del cuadro 5. Por tanto, el diferente grado de utilización de los grupos generadores explica una parte significativa de las ganancias de productividad experimentadas por el conjunto del sector. Asimismo, se observa que la diferencia entre ambas cifras viene mayormente explicada por una menor ganancia de productividad atribuida a la mejora en la eficiencia técnica. En otros términos, el crecimiento productivo atribuible a la mejora en la eficiencia técnica y al cambio técnico en el cuadro 5 encubría el aumento explicado por la mejora en la tasa de utilización de los grupos al haber aumentado la demanda.

Cuadros 7 y 8

Conclusiones

El sistema que reguló las actividades del sector eléctrico en España en el periodo 1987-97 se caracterizó por un especial énfasis en la incentivación a un comportamiento eficiente por parte de las empresas eléctricas. El mecanismo utilizado fue el establecimiento de los denominados costes estándar, los cuales actuaban como una regulación por precios máximos. En este trabajo se ha calculado en qué medida se ha cumplido ese objetivo en la generación de electricidad con carbón desde la entrada en vigor del MLE, es decir, cuáles han sido las ganancias en la productividad experimentadas por las centrales térmicas convencionales en el periodo 1988-1995, así como identificar las causas del crecimiento productivo.

Se obtiene evidencia de que se han producido ganancias substanciales en la productividad de las plantas durante el periodo considerado, incluso una vez aislados los efectos atribuibles a la variación de la tasa de utilización de la capacidad instalada. En concreto, se detecta un crecimiento productivo medio anual del 3% para el conjunto de las plantas térmicas de carbón a lo largo del periodo considerado. Esta cifra se reduce al 1,9% cuando se aísla el efecto de la mejora en el grado de utilización de la potencia instalada de los grupos generadores. El cambio técnico (1,1%) contribuye en mayor medida que la mejora de la eficiencia técnica (0.8%) al crecimiento productivo.

Sin embargo, las actualizaciones anuales de los costes estándar fijados en el MLE que sirven para remunerar a las empresas no han tenido en cuenta estas ganancias de productividad, lo cual ha permitido a las compañías eléctricas apropiarse del crecimiento de productividad sin compartirlo con los consumidores.

El cambio tecnológico experimentado en los últimos años, y las nuevas presiones competitivas en la industria eléctrica están generando mercados competitivos de energía al por mayor, convirtiendo la fase de generación eléctrica en un negocio susceptible de funcionar en competencia. También la fase de comercialización de la energía al usuario final

es potencialmente competitiva. Sin embargo, otras fases del negocio eléctrico como la transmisión y la distribución presentan características de monopolio natural que obligan a mantener una regulación de estas actividades. Una futura extensión de este trabajo consiste en la evaluación de los cambios en la productividad en la fase de transmisión y distribución eléctrica, ya que su conocimiento puede servir tanto al regulador como al regulado como una medida referencial para el establecimiento de los “factores X” de ajuste por productividad en un sistema de precios máximos.

Referencias bibliográficas

- Armstrong, M., Cowan, S. y Vickers, J. (1994), *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. MIT Press.
- Banker, R.D., Charnes, A. y Cooper, W.W. (1984). “Some models for estimating technical and scale inefficiencies in Data Envelopment Analysis”, *Management Science*, vol. 30, no.9, pp.1078-92.
- Bjurek, H. (1996). “The Malmquist Total Factor Productivity Index”, *Scandinavian Journal of Economics*, 98 (2), pp. 303-313.
- Caves, D.W., Christensen, L.R. y Diewert, W.E. (1982). “The economic theory of index numbers and the measurement of input, output and productivity”, *Econometrica*, 50(6), pp.:1393-1414.
- Charnes, A., Cooper, W. Lewin, A., y Seiford, L. (1994). *Data Envelopment Analysis. Theory, Methodology and Applications*. Kluwer Academic Publishers, 1994
- Färe, R., Grosskopf, S. y Lovell, C.A.K. (1994). *Production Frontiers*. Cambridge University Press.
- Färe, R., Grosskopf, S., Logan, J. y Lovell, C.A.K. (1985). “Measuring Efficiency in Production: With an Application to Electric Utilities” in Dogramaci, A. y Adam, N. (eds), *Managerial Issues in Productivity Analysis*. Boston: Kluwer-Nijhoff.
- Färe, R., Grosskopf, S.; Lindgren, B.; Ross, P. (1989). “Productivity Developments in Swedish Hospitals: a Malmquist Output Index Approach”, en Charnes, A., Cooper, W. Lewin, A., y Seiford, L. (eds.): *Data Envelopment Analysis. Theory, Methodology and Applications*. Kluwer Academic Publishers, 1994
- Farrell, M.J. (1957). “The measurement of Productive Efficiency”, *Journal of the Royal Statistical Society, Series A, General*, 120(3), pp.: 253-282.
- Grifell, E. y Lovell, C.A.K. (1995a). “A note on the Malmquist productivity index”, *Economics Letters*, 47, pp. 169-175.
- Grifell, E. y Lovell, C.A.K. (1997). “The Sources of Productivity Change in Spanish Banking”, *European Journal of Operational Research* 98 (2) pp. 364-380.
- Grifell, E., y Lovell, C.A.K. (1995b). “A Generalized Malmquist Productivity Index”, Working Paper, Department of Economics, University of Georgia, Athens, GA 30602, USA.
- Joskow, T. Schmalensee, R. (1983). *Markets for Power*. Cambridge: MA. The MIT Press.
- Laffont, J. y Tirole, J. (1993). *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. The MIT Press. Cambridge.
- Littlechild, S. C. (1983). *Regulation of British Telecommunications Profitability*. London: HMSO
- Malmquist, S. (1953). “Index Numbers and Indifference Curves.” *Trabajos de Estadística* 4, pp. 209-242.

- OFFER (1995), *The Distribution Price Control: Revised Proposals*. Office of Electricity Regulation , July 1995.
- Pollitt, M. G. (1995), *Ownership and performance in electric utilities*. Oxford. Oxford University Press.
- Prior, D., Verges, J. y Vilardell, I. (1993). *La evaluación de la eficiencia en los sectores privado y público*. Instituto de Estudios Fiscales.
- Rodríguez Romero, L. y Castro, F. (1994). “Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?”, *Cuadernos Económicos de Información Comercial Española*, 57(2), pp.: 161-183.
- Rojas, A. (1995). “La regulación del sector eléctrico español”; en Velarde, J., García Delgado, J.L. y Pedreño, A. (directores): *Regulación y competencia en la economía española*, capítulo 7. Civitas. Madrid.
- Schleifer, A. (1985). “A theory of yardstick competition”, *Rand Journal of Economics*, 16(3), pp. 319-327.
- Seitz, W (1971). “Productive Efficiency in the steam electric generating industry”. *Journal of Political Economy*, 79(4), pp. 878-886
- Shephard, R.W. (1970). *Theory of Cost an Production Functions*. Princeton: Princeton University Press.
- Solow, R.M. (1957). “Technical change and the aggregate production function”. *Review of Economics and Statistics*, 49(3), pp. 312-320.
- Stewart, J.F. (1978). “Plant size, plant factor, and the shape of the average cost function in electric power generation: a nonhomogeneous capital approach. *Bell Journal of Economics*, 10, pp. 549-565.
- Tulkens, H. y Eeckaut, P.V. (1995). “Non-parametric efficiency, progress and regress measures for panel data: methodological aspects”. *European Journal of Operational Research* 80 (3) pp. 474-499.
- Wills, H. (1978). “Estimation of a Vintage Capital Model for Electricity Generation”, *Review of Economic Studies* 45, pp. 495-518.

Cuadro 1. Estructura de la producción eléctrica en España. Porcentaje sobre el total.

AÑO	HIDRÁULICA	NUCLEAR	CARBÓN	FUEL-GAS
1988	25,7	37,2	35,8	1,3
1989	13,0	39,0	44,8	2,2
1990	17,6	38,3	41,9	2,2
1991	18,2	37,9	40,8	3,1
1992	13,2	37,9	43,4	5,5
1993	16,5	39,2	43,0	1,3
1994	18,3	38,5	42,2	1,0
1995	15,0	38,0	44,3	2,7
Media	17.2	38.3	42.1	2.4

Fuente: Red Eléctrica de España y elaboración propia.

Cuadro 2. Variables descriptivas de los grupos térmicos. Valores medios 1988-1995.

GRUPO	Potencia instalada	Mínimo Técnico	Termias/ Mwh	Coficiente Disponi-bilidad¹	Horas funcion. Anual
Aboño1	360	197	2610	0,94	4588
Aboño2	543	249	2421	0,90	8048
Anllares	350	166	2453	0,92	7154
Compostilla1	141	65	2795	0,94	2952
Compostilla2	141	69	2688	0,96	4274
Compostilla3	330	158	2482	0,88	7109
Compostilla4	350	173	2473	0,89	7567
Compostilla5	350	173	2448	0,91	7774
Escucha	160	80	2925	0,96	5675
Guardo1	148	75	2778	0,82	2641
Guardo2	350	150	2496	0,89	6626
La robla1	270	136	2657	0,92	4759
La robla2	350	213	2465	0,89	7258
Litoral	550	180	2371	0,92	7775
Los barrios	550	180	2392	0,92	8161
Meirama	550	250	3127	0,90	7505
Narcea2	154	84	2564	0,97	3155
Narcea3	350	213	2449	0,93	7289
Pasajes	214	105	2530	0,90	4648
Puentenuevo	313	150	2568	0,92	7864
Puentes1	350	230	3041	0,87	7179
Puentes2	350	230	3056	0,84	7293
Puentes3	350	230	3051	0,84	7260
Puentes4	350	230	3036	0,82	7028
Puertollano	220	80	2664	0,79	6131
Serchs	160	80	2874	0,90	5946
Soto2	254	154	2576	0,95	4460
Soto3	350	172	2458	0,92	7612
Teruel1	350	180	2625	0,95	7630
Teruel2	350	180	2633	0,93	7377
Teruel3	350	180	2647	0,95	7291
Media	321	171	2657	0,91	6388

$$^1 \text{ Coef Disponibilidad} = \frac{\text{Disponibilidad}}{\text{Potencia} * 8760}$$

Fuente: Red Eléctrica de España y elaboración propia.

Cuadro 3. Variables descriptivas de los dos conjuntos de grupos térmicos.

GRUPOS	Potencia instalada	Mínimo Técnico	Termias/ Mwh	Coeficiente Disponi-bilidad ¹	Horas funcion. Anual
> 250 Mw	375	222	2632	0,91	7070
< 250 Mw	167	80	2727	0,91	4428

$$^1 \text{ Coef Disponibilidad} = \frac{\text{Disponibilidad}}{\text{Potencia} * 8760}$$

Fuente: Red Eléctrica de España y elaboración propia.

Cuadro 4. Crecimiento productivo medio anual. Periodo 1988-95

	Crecimiento Productivo	Cambio Eficiencia Técnica	Cambio técnico
GRUPOS > 250 MW			
Aboño1	1,006	1,002	1,003
Aboño2	1,012	1,003	1,009
Anllares	1,014	1,012	1,003
Compostilla3	1,011	1,008	1,004
Compostilla4	1,010	1,005	1,005
Compostilla5	1,010	1,000	1,011
Guardo2	1,015	1,012	1,003
La Robla1	1,004	1,003	1,001
La Robla2	1,003	0,999	1,004
Litoral	1,037	1,018	1,018
Los Barrios	1,046	1,016	1,030
Meirama	1,033	1,019	1,014
Narcea3	1,008	1,006	1,002
Puentenuevo	1,018	1,004	1,013
Puentes1	1,029	1,011	1,018
Puentes2	1,043	1,024	1,019
Puentes3	1,057	1,037	1,019
Puentes4	1,059	1,040	1,018
Soto2	0,997	0,997	1,000
Soto3	1,003	0,999	1,005
Teruel1	1,032	1,008	1,024
Teruel2	1,030	1,004	1,026
Teruel3	1,021	1,003	1,018
GRUPOS < 250 MW			
Compostilla1	1,007	1,001	1,006
Compostilla2	1,008	1,000	1,008
Guardo1	1,000	1,000	1,000
Narcea2	0,995	0,995	1,000
Pasajes	1,003	1,003	1,000
Puertollano	1,020	1,007	1,013
Serchs	1,030	1,022	1,008
Escucha	1,030	1,025	1,005

Cuadro 5. Tasas de crecimiento productivo anual ponderadas por la participación de cada grupo térmico sobre el total de generación por carbón.

	Crecimiento Productivo	Cambio Eficiencia Técnica	Cambio técnico
1988-1989	1.105	1.095	1.009
1989-1990	0.991	0.991	1.000
1990-1991	1.028	1.016	1.012
1991-1992	1.042	0.975	1.069
1992-1993	1.009	1.009	1.000
1993-1994	1.003	1.000	1.003
1994-1995	1.030	1.027	1.002
Media anual	1.030	1.016	1.014

**Cuadro 6 . Tasa anual de utilización de los grupos térmicos.
(Horas Funcionamiento Anual/8760)**

	Tasa Utilización (%)
1988	57.6
1989	79.7
1990	75.0
1991	73.5
1992	76.9
1993	72.3
1994	71.6
1995	76.5

Cuadro 7. Crecimiento productivo medio anual con potencia ajustada por la tasa de utilización. Periodo 1988-1995

	Crecimiento Productivo	Cambio Eficiencia Técnica	Cambio técnico
GRUPOS > 250 MW			
Aboño1	1,003	0,998	1,004
Aboño2	1,010	1,003	1,007
Anllares	1,008	1,005	1,003
Compostilla3	1,011	1,001	1,010
Compostilla4	1,007	0,999	1,008
Compostilla5	1,007	0,997	1,010
Guardo2	1,011	1,008	1,003
La Robla1	1,012	1,000	1,011
La Robla2	0,994	0,989	1,005
Litoral	1,030	1,018	1,012
Los Barrios	1,040	1,016	1,024
Meirama	1,038	1,025	1,012
Narcea3	1,008	1,005	1,003
Puentenuevo	1,008	1,006	1,002
Puentes1	1,022	1,010	1,012
Puentes2	1,016	1,005	1,012
Puentes3	1,024	1,012	1,012
Puentes4	1,024	1,013	1,011
Soto2	0,997	0,994	1,002
Soto3	1,006	0,996	1,010
Teruel1	1,022	1,004	1,018
Teruel2	1,021	1,003	1,018
Teruel3	1,021	1,002	1,019
GRUPOS < 250 MW			
Compostilla1	1,020	1,013	1,007
Compostilla2	1,018	1,002	1,015
Guardo1	0,986	0,985	1,002
Narcea2	1,001	1,000	1,001
Pasajes	1,004	1,004	1,000
Puertollano	1,009	1,008	1,001
Serchs	1,026	1,024	1,002
Escucha	1,026	1,025	1,001

Cuadro 8. Tasas de crecimiento productivo anual ponderadas por la participación de cada grupo térmico sobre el total de generación por carbón. Potencia ajustada por la Tasa de Utilización.

	Crecimiento Productivo	Cambio Eficiencia Técnica	Cambio técnico
1988-1989	1.054	1.047	1.007
1989-1990	1.012	1.005	1.007
1990-1991	1.008	1.005	1.002
1991-1992	1.024	0.968	1.056
1992-1993	1.011	1.010	1.001
1993-1994	1.001	1.001	1.000
1994-1995	1.020	1.020	1.000
Media anual	1.019	1.008	1.011